

## EVALUASI PELAKSANAAN INJEKSI AIR DENGAN MENGGUNAKAN DATA PENURUNAN PRODUKSI METODE DECLINE CURVE PADA LAPANGAN “X”

Diah Dwi Saputri, Sugiatmo Kasmungin, Kartika  
Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

### Abstrak

Peningkatan perolehan minyak dapat dilakukan dengan salah satu cara yaitu injeksi air. Injeksi air adalah bagian penting dari proses industri minyak dan gas bumi. Penginjeksian air berguna sebagai energi tambahan untuk meningkatkan produktivitas suatu reservoir minyak yang telah mengalami penurunan tekanan. Air tersebut berperan sebagai fluida pendorong yang akan mendesak minyak dimana air injeksi mendesak minyak dan minyak akan terdesak keluar melalui sumur produksi. Pada penelitian ini dilakukan evaluasi pelaksanaan injeksi air pada Lapangan ‘X’ dengan melihat data penurunan produksi dan dilakukan perhitungan menggunakan metode *decline curve*, sehingga dapat diketahui besarnya peningkatan perolehan minyak setelah dilakukan injeksi air. Lapangan ‘X’ merupakan lapangan penghasil minyak bumi, ditemukan pada tahun 1997 dimana Lapangan X mulai berproduksi pada tahun 1998. Pada lapangan X terdapat 17 sumur produksi dan 4 sumur injeksi, lapangan ini terletak di kabupaten Lahat provinsi Sumatera Selatan, pada Lapangan X formasi utama terletak pada Formasi Muara Enim.

**Kata kunci:** waterflooding, recovery factor

### Pendahuluan

Injeksi air merupakan salah satu dari metode EOR yang termasuk dalam tahapan *secondary recovery*. Metode *secondary recovery* adalah suatu metode dalam dunia teknologi perminyakan yang bertujuan untuk mengoptimalkan dan meningkatkan perolehan minyak dalam suatu reservoir, khususnya ditujukan pada lapangan-lapangan minyak yang sudah tua yang masih memiliki cadangan reservoir yang belum terambil dengan maksimal dan yang perolehan produksi dengan tenaga dorong alamiahnya (*primary recovery*) sudah mengalami penurunan.

Injeksi air merupakan suatu proses penginjeksian air bertekanan ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak keluar menuju sumur produksi sehingga akan meningkatkan produksi minyak. Selain itu, injeksi air juga berfungsi untuk mempertahankan dan menjaga tekanan reservoir atau yang biasa disebut *pressure maintenance*.

Pemilihan air sebagai zat injeksi didasari karena mobilitas air yang cukup tinggi, serta didukung dengan kemudahan dan keekonomisan dalam perolehan air. Hal yang terpenting dari injeksi air yaitu kemampuan air yang mudah untuk menyebar di dalam reservoir sehingga menghasilkan efisiensi yang cukup tinggi dalam penyapuan minyak dimana reservoir adalah tempat minyak dan gas terakumulasi di dalam bumi. Ada beberapa faktor penting yang diperhatikan untuk menjamin keberhasilan suatu proses injeksi air, antara lain kedalaman reservoir, kemiringan, tingkat heterogenitas reservoir, sifat-sifat petrofisik, mekanisme pendorong, cadangan minyak tersisa, saturasi minyak tersisa dan viskositas minyak.

### Problem Statement

Dalam proses memproduksi minyak, banyak sekali usaha yang dilakukan agar dicapainya suatu perolehan minyak yang semaksimal dan seekonomis mungkin. Dengan diproduksi minyak secara terus-menerus dapat menyebabkan menurunnya produksi

minyak dikarenakan berkurangnya energi alamiah dari reservoir tersebut yang diperlukan untuk mengalirkan minyak ke sumur-sumur produksi, sehingga tidak seluruh minyak yang diestimasikan dapat terambil dalam pengurasan tahap pertama (*primary recovery*). Oleh sebab itu perlu dilakukan pengurasan tahap lanjut (*secondary recovery*), yang mana injeksi air merupakan salah satu metode peningkatan perolehan minyak tahap kedua.

Evaluasi injeksi air yang saya lakukan yaitu untuk mengetahui keberhasilan injeksi air berdasarkan harga *recovery factor* sebelum dilaksanakan dan setelah dilaksanakan injeksi air dengan melihat data penurunan produksi dan dilakukan perhitungan menggunakan metode *decline curve analysis*.

## Teori Dasar

Suatu reservoir awalnya melakukan tahap awal pengurasan (*primary recovery*) dengan tenaga dorong alamiah dari masing-masing reservoir maupun bantuan dari *artificial lift* di awal produksinya, namun perlahan-lahan kemampuan pengurasan tersebut akan menurun. Jika sudah tidak memungkinkan lagi dilakukan tahap *primary recovery* maka reservoir tersebut akan memasuki tahap kedua pengurasan (*secondary recovery*), maksud dilakukan tahap kedua ini adalah agar dapat memproduksi sisa minyak di reservoir yang tidak dapat ambil lagi pada tahap pertama, salah satu metoda dari *secondary recovery* ini adalah metoda injeksi air (*waterflooding*). Mekanisme kerjanya adalah dengan menginjeksikan air ke dalam formasi produktif melalui sumur injeksi (*injector*) yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi (*producer*) dan mengisi kolom pori menggantikan minyak yang diproduksi sehingga dapat menambah tekanan reservoir dengan demikian minyak yang tersisa di dalam reservoir dapat diproduksi sehingga produksi minyak itu sendiri meningkat.

Agar kinerja injeksi air berjalan dengan optimal, ada beberapa faktor yang harus diperhatikan, yakni karakteristik batuan reservoir, kombinasi antara karakteristik batuan dan fluida reservoir, tingkat heterogenitas reservoir, kemiringan lapisan, cadangan minyak tersisa, saturasi minyak tersisa, serta rasio mobilitas.

Analisa *Decline Curve* sering digunakan untuk memperkirakan profil produksi di masa yang akan datang dari suatu lapangan. Metode ini digunakan apabila laju produksi suatu lapangan telah mengalami penurunan (*decline*). Data pokok yang digunakan dalam analisa *Decline Curve* adalah data laju produksi. Data laju produksi merupakan data yang paling mudah diperoleh karena selalu dicatat dengan teliti, sehingga cara yang paling mudah adalah dengan mencari hubungan antara laju produksi dengan waktu dan produksi kumulatif, kemudian mengekstrapolasikan hubungan tersebut sampai batas ekonomisnya. Titik potong ekstrapolasi dengan batas ekonomis tersebut merupakan kemungkinan umur lapangan atau *recovery* pada masa yang akan datang. Grafik yang umum digunakan dalam analisa *Decline Curve* adalah:

1. Laju produksi terhadap waktu ( $q$  vs  $t$ )
2. Laju produksi terhadap produksi kumulatif ( $q$  vs  $N_p$ )
3. Persen minyak terhadap produksi kumulatif ( $\%$  vs  $N_p$ )
4. Produksi kumulatif gas terhadap produksi kumulatif minyak ( $G_p$  vs  $N_p$ )
5. Tekanan reservoir terhadap waktu ( $P$  vs  $t$ )
6.  $P/Z$  vs produksi kumulatif (untuk reservoir gas)

Grafik yang umum digunakan pada penelitian ini adalah tipe pertama ( $q$  vs  $t$ ), dimana keduanya memberikan pendekatan grafis yang dinamakan *decline curve*.

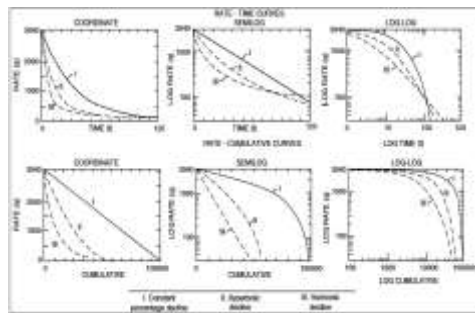
Kurva penurunan (*decline curve*) terbentuk akibat adanya penurunan produksi yang disebabkan oleh penurunan tekanan statis reservoir seiring dengan diproduksikannya hidrokarbon, yaitu minyak atau gas. Para ahli reservoir mencoba menarik hubungan

antara laju produksi terhadap waktu dan terhadap produksi kumulatif dengan tujuan memperkirakan produksi yang akan datang (future production) dan umur reservoir (future life). Syarat-syarat dalam menganalisa decline adalah:

- Jumlah sumur yang aktif harus konstant
- Tidak ada perubahan choke atau perubahan kapasitas dan mekanisem pengangkatan
- Tidak ada masalah di lubang sumur
- Tidak ada masalah dengan fasilitas atau gangguan dari surface

Tipe *decline curve* ditentukan sebelum melakukan perkiraan jumlah cadangan sisa dan umur dari reservoir yang dikaji berproduksi sampai  $q$  limit. Sebelum menentukan tipe *decline curve* harus dihitung terlebih dahulu nilai eksponen decline ( $b$ ). Penentuan harga  $b$  ini dapat diketahui dengan menggunakan beberapa metode diantaranya Metode Loss Ratio, Metode Fetkovich dan Metode Trial Error and  $\chi^2$ -Chisquare Test.

Secara umum decline dapat dibagi menjadi 3 (tiga) jenis, yaitu *exponential decline*, *hyperbolic decline* dan *harmonic decline* berdasarkan harga eksponen decline-nya atau lebih dikenal dengan " $b$ ". Penjelasan mengenai *exponential decline*, *hyperbolic decline* dan *harmonic decline* akan dijelaskan berikutnya. Berikut merupakan gambaran mengenai tipe-tipe kurva *decline curve*.



Gambar 1 Tipe-Tipe Decline Curve

Jika log rate produksi diplot terhadap waktu maka akan terjadi straight line (garis lurus) pada kertas semilog hal ini dinamakan dengan exponential decline. *Exponential decline curve* disebut juga *geometric decline* atau *semilog decline* atau *constant percentage decline* mempunyai ciri khas yaitu penurunan produksi pada suatu interval waktu tertentu sebanding dengan laju produksinya ( $b=0$ ).

Adanya data-data produksi terhadap waktu yang diplot pada kertas semilog tidak membentuk garis lurus (*straight line*) tetapi akan melengkung, situasi ini biasanya dimodelkan dengan persamaan *hyperbolic*. Tipe kurva seperti ini, dikatakan sebagai *hyperbolic decline* harga exponent decline ( $b$ ) lebih dari 0 dan kurang dari 1 ( $0 < b < 1$ ).

Kurva penurunan produksi dari tipe *harmonic* ini sebenarnya merupakan bentuk khusus dari tipe *hyperbolic* dengan harga exponent decline ( $b$ ) = 1. Besarnya penurunan produksi per satuan waktu sebanding dengan besar laju produksi itu sendiri.

## Hasil dan Pembahasan

Evaluasi terhadap pelaksanaan keberhasilan injeksi air sangat penting dilakukan guna peningkatan perolehan minyak lapangan tersebut. Topik pembahasan dalam penelitian ini yaitu evaluasi pelaksanaan injeksi air (*waterflooding*) dengan menggunakan data penurunan produksi metode *decline curve*.

Analisa *decline curve* sering digunakan untuk memperkirakan profil produksi di masa yang akan datang dari suatu lapangan. Metode ini dapat dipergunakan apabila laju produksi suatu lapangan telah mengalami penurunan (*decline*). Data pokok yang digunakan dalam analisa *decline curve* adalah data laju produksi. Evaluasi pelaksanaan waterflooding pada penelitian ini dilakukan pada Lapangan 'X' yang merupakan lapangan penghasil minyak bumi, ditemukan pada tahun 1997 dimana Lapangan X mulai berproduksi pada tahun 1998. Lapangan ini terletak di kabupaten Lahat provinsi Sumatera Selatan, pada Lapangan X formasi utama terletak pada Formasi Muara Enim. Formasi Muara Enim berada pada stratigrafi *Sub Basin South Sumatra* dengan ketebalan 250-800 meter yang merupakan interkolasi antara batuan *clay, sandstone, coal dan silstone*.

Pola injeksi pada Lapangan X menggunakan pola injeksi *peripheral*. Volume minyak awal Lapangan X sebesar 2,395,299.7 STB. Analisa pada Lapangan "X" ini dilakukan dengan cara menghitung selisih antara *recovery factor* sesudah injeksi dengan *recovery factor* sebelum injeksi sehingga diketahui besarnya peningkatan perolehan minyaknya. Pada lapanga X terdapat 17 sumur produksi akan tetapi analisa dalam penelitian ini hanya dilakukan terhadap 7 sumur yang aktif berproduksi pada Lapangan X. Analisa dalam penelitian ini menggunakan metode *decline curve analysis*. Penentuan *decline curve* dihitung menggunakan metode *Trial-Error and X<sup>2</sup> Chi-Square Test*. *Economic limit* yang digunakan pada tiap sumur tahap sebelum injeksi sebesar 22.63 bbl/month, sedangkan *economic limit* yang digunakan pada tiap sumur tahap setelah injeksi sebesar 25.96 bbl/month. *Economic limit* Lapangan X tahap sebelum injeksi sebesar 135.75 bbl/month dan *economic limit* Lapangan X pada tahap setelah injeksi sebesar 181.71 bbl/month.

Tabel 1 Hasil Decline Tiap Sumur Pada Lapangan X

Well	Type Of Decline	Np (STB)		EUR (STB)		RF (%)	
		Before	After	Before	After	Before	After
X-40	Exponential	124,570.39	151,030.09	148,932.35	154,951.38	6.2	6.5
X-43	Exponential	177,561.70	207,166.60	198,984.57	226,141.11	8.3	8.4
X-44	Exponential	115,458.30	156,931.90	125,304.08	174,798.97	5.2	7.3
X-50	Exponential	67,440.30	73,480.10	70,160.09	74,381.04	3.3	3.1
X-54	Exponential		15,888.30		14,222.95		1.4
X-57	Exponential	30,850.50	41,991.20	38,178.58	42,368.51	1.6	2.5
X-58	Exponential	37,052.30	51,748.31	46,893.06	52,014.89	1.5	2.2
Total 7 Sumur		555,534.39	696,237.51	637,356.84	738,686.96	26.1	32.4

Dari hasil analisa total 7 sumur produksi menggunakan metode *decline curve* didapatkan total *estimated ultimate recovery (EUR)* tahap sebelum injeksi sebesar 637,356.8 STB sehingga didapatkan *recovery factor* sebesar 26%. Sedangkan total *estimated ultimate recovery (EUR)* tahap setelah injeksi sebesar 738,914.2 STB sehingga didapatkan *recovery factor* sebesar 31%.

Untuk analisa *decline curve* lapangan 'X' tahap sebelum injeksi dilakukan pada total data produksi keseluruhan 7 sumur dengan Di sebesar 0.0438 dan b=0.0 dengan tipe *decline exponential*. Minyak yang diproduksi hingga Juni 2010 (Np) sebesar 554,114.2 STB. Didapatkan harga *estimated ultimate recovery (EUR)* sebesar 644,962.2 STB sehingga didapatkan *recovery factor* sebesar 26.9% dan dapat diproduksi hingga Desember 2016. Sedangkan analisa *decline curve* lapangan 'X' tahap setelah injeksi dilakukan pada total data produksi keseluruhan 7 sumur dengan Di sebesar 0.0511 dan b=0.0 dengan tipe *decline exponential*. Minyak yang diproduksi hingga Desember 2014 (Np) sebesar 696,237.4 STB. Didapatkan harga *estimated ultimate recovery (EUR)* sebesar 724,136.5 STB sehingga didapatkan *recovery factor* sebesar 30.2% dan dapat diproduksi hingga Juli 2018

Indikasi keberhasilan pelaksanaan injeksi air (*waterflooding*) adalah adanya peningkatan *recovery factor*. Pelaksanaan *waterflooding* pada Lapangan “X” ini berhasil karena dapat meningkatkan perolehan minyak 26.9% tahap sebelum injeksi air menjadi 30.2% tahap setelah injeksi air dengan harga *estimated ultimate recovery (EUR)* sebesar 644,962.2 STB tahap sebelum injeksi menjadi 724,136.5 STB tahap setelah injeksi dan dapat memperpanjang usia produksi dari Desember 2016 tahap sebelum injeksi menjadi Juli 2018 tahap setelah injeksi.

### Kesimpulan & Saran

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah dilakukan sebelumnya, maka didapat beberapa kesimpulan diantaranya :

1. Kumulatif produksi actual lapangan X sampai dengan Juni 2010 (Np) tahap sebelum injeksi sebesar 553,324.09 STB dengan *recovery factor* sebesar 23%.
2. Kumulatif produksi actual lapangan X sampai Desember 2014 (Np) tahap setelah injeksi sebesar 696,237.5 STB dengan *recovery factor* sebesar 29%.
3. Prediksi kumulatif produksi dengan menggunakan tipe *decline exponential* tahap sebelum injeksi sebesar 644,962.2 STB dan *recovery factor* sebesar 27% dengan masa ekonomis berakhir Desember 2016 berdasarkan economic limit 135.75 bbl/month.
4. Prediksi kumulatif produksi dengan menggunakan tipe *decline exponential* tahap setelah injeksi sebesar 724,136.5 STB dan *recovery factor* sebesar 30.2% dengan masa ekonomis berakhir Juli 2018 berdasarkan economic limit 181.71 bbl/month.

### Daftar Simbol

$\emptyset$	= Porositas, Fraksi
Sw	= Saturasi air mula-mula, fraksi
A	= Luas Area Reservoir, Acre
H	= Ketebalan Reservoir, h
Boi	= Faktor volume formasi Minyak mula-mula, bbl/STB
N	= Banyaknya cadangan minyak awal dalam reservoir, STB
q	= laju produksi pada waktu t, Volume/waktu
qi	= laju produksi pada (t=0), volume/waktu
D	= Nominal exponential decline rate, 1/waktu
Di	= Nominal decline rate awal (t=0), 1/waktu
b	= exponent decline
EUR	= estimated ultimate recovery, STB
RF	= recovery factor, %

### Daftar Pustaka

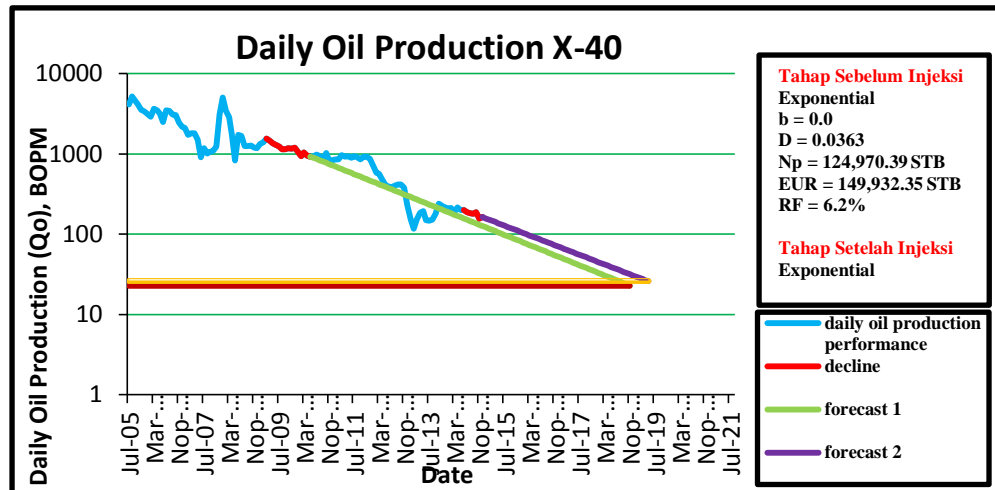
Ahmed, Tarek, “Reservoir Engineering HandBook”, Gulf Publishing Company, Huston, Texas, 2001.

Rukman, Dadang (BPMIGAS)., Dedy Kristanto."Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi". Yogyakarta, Desember 2011.

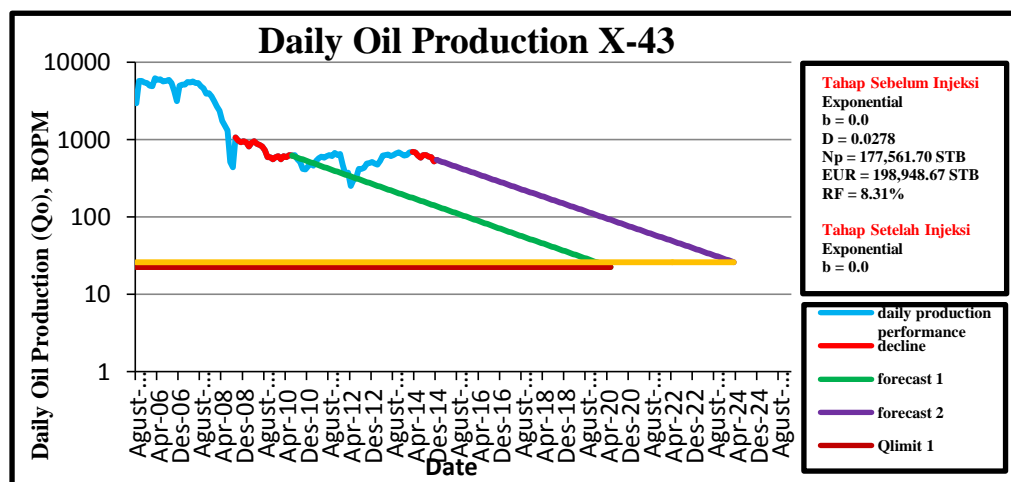
\_\_\_\_\_,.: "File Geologi Lapangan TL", Unit Bisnis Pilona Petro Tanjung Lontar, PT Pertamina EP,Lahat,1998.

\_\_\_\_\_,.: "File Data Produksi Lapangan TL", Unit Bisnis Pilona Petro Tanjung Lontar, PT Pertamina EP,Lahat,1998.

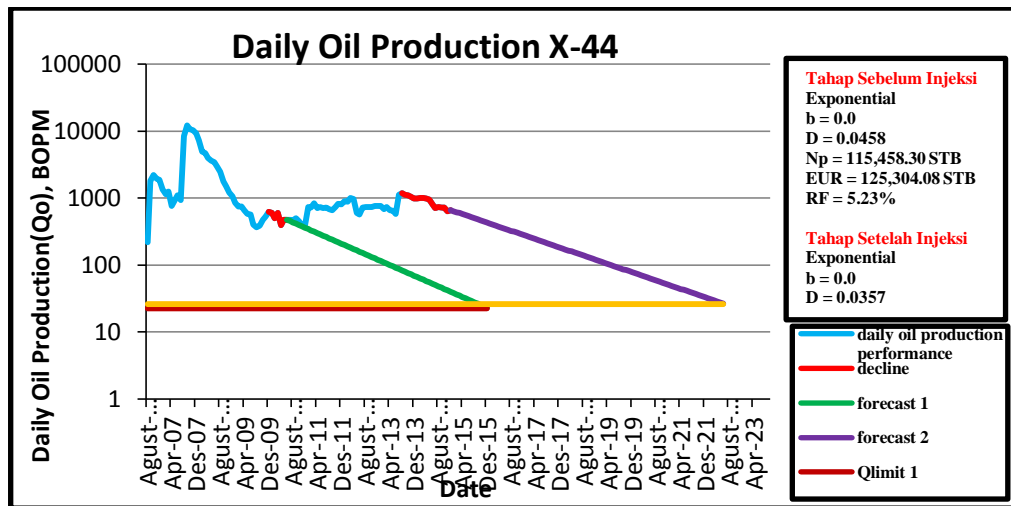
### Lampiran



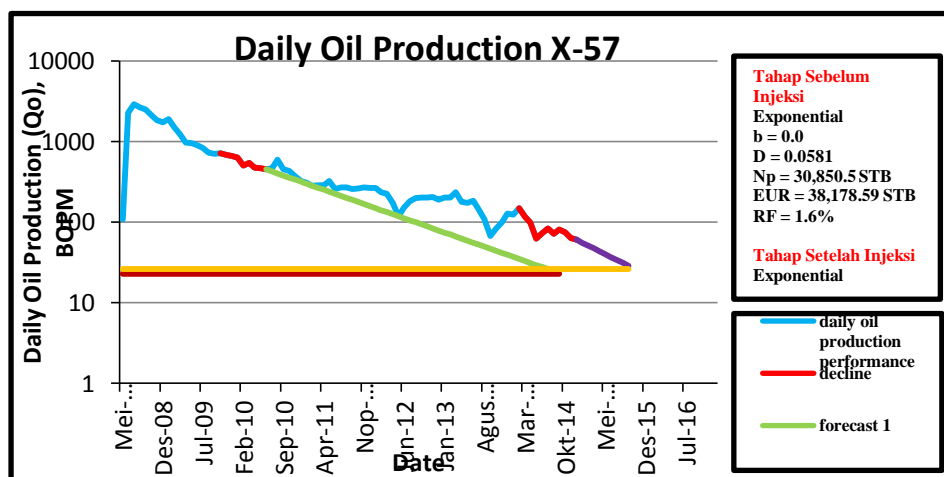
Gambar 1 Tipe Decline Curve Exponential X-40



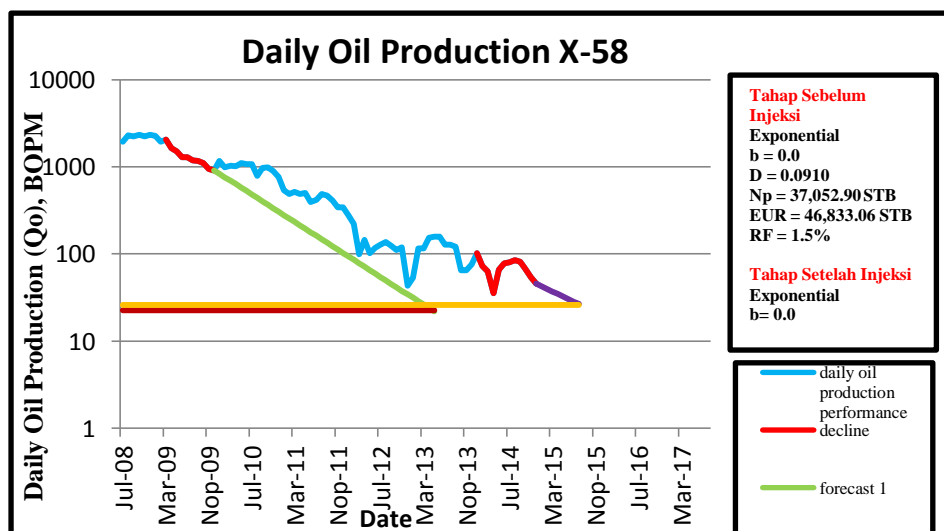
Gambar 2 Tipe Decline Curve Exponential X-4



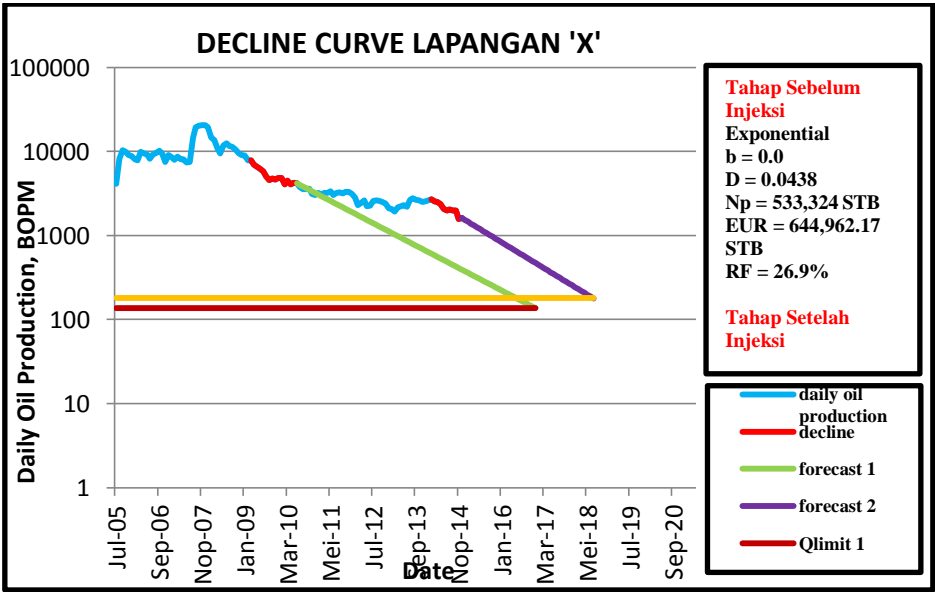
Gambar 3 Tipe Decline Curve Exponential X-44



Gambar 4 Tipe Decline Curve Exponential X-57



Gambar 5 Tipe Decline Curve Exponential X-58



Gambar 6 Tipe Decline Curve Exponential Lapangan 'X'